# Northern Oil and Gas Annual Report 1999

The management of oil and gas resources North of 60° N latitude in the Northwest Territories and Nunavut and the offshore is a federal responsibility carried out by the Northern Oil and Gas Directorate of the Department of Indian Affairs and Northern Development.

Petroleum resource management on Crown lands north of 60° N latitude is exercised under two federal statutes: the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and the *Canada Oil and Gas Operations Act* (COGOA). The CPRA governs the allocation of Crown lands to the private sector, tenure to the allocated rights, and the setting and collecting of royalties. The COGOA regulates industrial activities with respect to resource conservation, environmental protection and the safety of workers. The CPRA is administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development, while the National Energy Board administers the COGOA.

Indian and Northern Affairs Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada
Canada

102-05865/

Published under the authority of the
Honourable Robert Nault, P.C., M.P.
Minister of Indian Affairs and
Northern Development
Ottawa, 2000

© Minister of Public Works and Government Services, Canada

Ce document est également publié en français sous le titre :
*Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 1999*

***Message from the Honourable Robert Nault***
***Minister of Indian Affairs and Northern Development***

The rebirth of petroleum exploration in Canada's North is beginning to reap rewards. Companies released the results of two wells which focussed the spotlight on the north. One of these wells ranks among the best ever drilled in Canada in terms of initial production rates.

Lured by new rights issuance, a profit sensitive regime, cost reducing technology and increased participation by northerners, companies are now seeing their investment decisions vindicated by major success.

Oil and gas exploration and development is creating great opportunities for Northerners and Aboriginal communities. The economic benefits of renewed oil and gas exploration are already being realized. By providing access to training, employment and business opportunities, northern communities, including Aboriginal communities, are experiencing increased employment. For example, the Fort Liard community of the Northwest Territories has experienced virtually full employment resulting largely from gas exploration and development. This is a prime example of the goals outlined in *Gathering Strength – Canada's Aboriginal Action Plan,* particularly in our commitment to supporting strong communities, peoples and economies.

The oil and gas industry in Northern Canada has proven potential to become a major supplier of natural gas to the North American market. This year development plans have been submitted to bring these new gas fields into production in the southern Northwest Territories. Much has been accomplished this past year and I look forward to flows of natural gas from northern wells increasing many fold as early as next year.

It is with great pleasure I table before Parliament the 1999 Northern Oil and Gas Annual Report.

## *Canada's Frontier Lands*

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

# Contents

**Overview of Northern Oil and Gas Activities** ..... 3
Operations ..... 4
Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1999 (Chart) ..... 5
**Oil and Gas Management** ..... 6
Rights Issuance ..... 6
Northern Benefits ..... 6
Environmental Considerations ..... 7
Consultations ..... 7
Environmental Studies Research Fund ..... 7
Regulatory Road Map ..... 7
Bent Horn Abandonment ..... 7
Expenditures and Royalties ..... 7
**Development and Production** ..... 8
Norman Wells ..... 8
Pointed Mountain ..... 8
Ikhil Gas Field ..... 8
New Production Anticipated in the Southern Northwest Territories ..... 8
Oil and Gas Production (Chart) ..... 9
Oil and Gas Revenues Received (Chart) ..... 9
Discovered Resources Inventory (Chart) ..... 9
**Statistical Overview** ..... 10
Land Status ..... 10
Exploration Licences ..... 11
Well Activity ..... 13
**Sources of Information** ..... 15
Northern Oil and Gas Directorate ..... 15
Other Sources of Information ..... 16

# OVERVIEW OF NORTHERN OIL AND GAS ACTIVITIES

In Canada's North, large exploration expenditures in the early 1980s, driven by government grants, gave way to minimal work in the early 1990s as subsidies ended, oil prices nose-dived and exploration rights issuance was frozen to permit time for Aboriginal land claims. Now, there is growing activity, driven by new rights issuance, a profit-sensitive royalty regime, cost-reducing technology and increasing participation by Northerners following land claim settlements.

With the North American demand for natural gas growing rapidly, Canadian exports to the United States are expected to rise by nearly 25 percent over the next five years. The outlook for prices is increasingly favourable, and economies in exploration and development of petroleum resources in Canada's North are improving. Consequently, Northern Canada, which has good potential as a major supply region for the continental gas market, is coming under intense scrutiny by the gas industry. The rising trend in crude oil prices through the second half of the year has also improved the outlook for upstream companies exploring for oil. In summary, we may anticipate increasing exploration budgets for both oil and gas, which should stimulate activity through much of the Mackenzie Valley and Delta.

Oil and gas resources discovered in the Mackenzie Valley and the Mackenzie Delta-Beaufort Sea regions of the Northwest Territories, in the Arctic Islands shared by the Northwest Territories and Nunavut, and in offshore eastern Nunavut total some 268 x $10^6$ cubic metres (17 billion barrels) of oil and 690 x $10^9$ cubic metres (24 trillion cubic feet) of natural gas. Most discoveries in the North have remained undeveloped with the exception of Imperial Oil's Norman Wells oilfield in the central Mackenzie Valley, Amoco's Pointed Mountain gas field and Kotaneelee field operated by Anderson in the southern Northwest Territoriesand southeastern Yukon respectively, and oil production from the Bent Horn field on Cameron Island in Nunavut – now abandoned. To date, about 29 x $10^6$ cubic metres (182 million barrels) of oil have been produced from the Norman Wells field and 9 x $10^9$ cubic metres (320 billion cubic feet) of gas from Pointed Mountain.

Overall, the North is estimated to hold about 19 percent of Canada's remaining recoverable conventional light crude oil resources and some 30 percent of potential. In terms of natural gas, the North holds 25 percent of the remaining discovered resource and, conservatively, 30 percent of potential. (Source: new estimates in *Canadian Energy Supply and Demand to 2025*, National Energy Board, 1999.)

In the southern Northwest Territories, new northern gas development is taking place in three new gas fields discovered in 1998 and 1999. A successful call for bids in the Mackenzie Delta region this year has sent a strong signal that development of the Mackenzie/Beaufort Basin with its major resource base is also beginning to attract substantial private exploration investment. Such investment lends credence to the view that demand and prices for natural gas will support the major pipeline development necessary to realize development in this Arctic region.

Oil and gas exploration and development is increasing the opportunities for northern communities and Aboriginal people. Employment and businesses are spreading beyond the local centres of activity as northern companies expand to capture new opportunities. As capacity builds in the North, so will the improved economic advantages of a skilled and available work force which will encourage companies to increase investment further.

**Operations**

The commissioning of the Ikhil project near Inuvik signalled the first new field to enter production from the Northwest Territories in several decades. Gas began flowing in July through a 50 km pipeline running from the Ikhil J-35 well south to the town of Inuvik. Although small, this development is of great significance for northerners as the community of Inuvik benefits from the development of a local energy resource. Natural gas – an efficient fuel for heating and electricity generation – will improve efficiencies and reduce energy costs for the community.

Ikhil production is the harbinger of major increases in natural gas production from the Northwest Territories. In March 1998, Ranger Oil Limited announced a discovery at the P-66A well in the foothills northwest of Fort Liard, NWT. In April of this year, Chevron Canada Resources Limited announced a prolific gas well, on a separate structure 15 km south of Ranger Oil Limited's well. Press reports quote Chevron as predicting flow rates on production of 70-100 mcfd (million cubic feet of gas per day). Based on the company releases, the combined new resources discovered by these wells may amount to between 600 bcf (billion cubic feet) to over 1 tcf (trillion cubic feet).

Following hard on the Chevron announcement, Paramount Resources Ltd published results from its F-36 well, 15 km south of Fort Liard and 10 km north of the B.C. border, adjacent to activity in the Maxhamish Lake area of northeastern British Columbia. The company announced tests of sweet natural gas at rates up to 45 mmcfd and estimated marketable gas reserves of at least 250 bcf. This well confirms the presence that a second geological formation in the Fort Liard area with exciting potential for highly productive gas pools.

Chevron, Ranger and Paramount, operating three separate discoveries on behalf of their partners, expect to begin production in April 2000, subject to regulatory approvals. The companies submitted development plans mid-year. An environmental assessment process (under the Mackenzie Valley Environmental Impact Review Board) was drawing to a conclusion by year end for a project combining the Chevron and Ranger fields into a common pipeline which would run to the existing terminus of the Westcoast Energy pipeline at Pointed Mountain, Northwest Territories. Plans call for 63 km of new pipeline. Also at year end, regulatory approvals by the National Energy Board for 25 km of new pipeline from the Paramount F-36 discovery running southwest from the Northwest Territories into British Columbia near Maxhamish Lake were still pending completion of environmental screening.

Spurred by news of discoveries near Fort Liard, activity levels jumped, with the main focus on

the Fort Liard area of the southern Northwest Territories. As a result, industry expenditures nearly doubled over 1998 to $98 million. In total, five exploration wells were completed in 1999 and six new exploration wells spudded and drilled to total depth. Six delineation wells were begun on new and existing discoveries: one by Chevron as a follow-up to its K-29 well on SDL99, two by Paramount on EL381 to delineate the F-36 discovery and one by Suncor on SDL13 which holds the 1961 Netla discovery. Four were completed by year end. Eight reflection seismic programs were run; three of these were concentrated 3D programs covering 485 $km^2$. These focussed on discoveries planned or considered for further delineation drilling. The remaining programs were conventional 2D seismic (381 km in total).

Several seismic operations used heli-portable techniques in mountainous terrain. One aeromagnetic survey was also conducted.

Exploration licences in the Central Mackenzie Valley from the Tulita area to northwest of Norman Wells provided a secondary focus. One exploration well, commenced in December 1998 was completed in January by Greywolf, operator for EL389. A second exploration well on this licence was completed. Imperial Oil operated a well on EL388, which was originally acquired by Murphy Oil. Two conventional 2D seismic programs were run using vibroseis methods for a total of 282 km.

No oil and gas exploration was conducted elsewhere in the Northwest Territories, Nunavut or northern offshore although companies successful in acquiring licences in the Mackenzie Delta/Beaufort call for bids were gearing up to conduct seismic operations early in 2000.

**Overview of Northern Oil and Gas Activities, 1999**

| | |
|---|---|
| Lands held under licence as of year end (millions of hectares) | 4.0 |
| Licences active as of year end (includes exploration, significant discovery and production licences) | 166 |
| Licences issued during the year | 5 |
| Natural gas production (millions of cubic metres) | 150.8 |
| Oil production (thousands of cubic metres) | 1549.1 |
| Oil and gas revenues received in 1999 ($ millions) (royalties, rentals, fees, deposit forfeitures) | 7.4 |

# OIL AND GAS MANAGEMENT

## Rights Issuance

The Minister has province-like authority over oil and gas resources in the N.W.T, Nunavut and the offshore under the *Canada Petroleum Resources Act* (CPRA) and parts of the *Canada Oil and Gas Operations Act*. A primary objective of DIAND's management of northern oil and gas is the effective administration of exploration and development rights. Unlike provincial authorities, the federal frontier oil and gas regime provides for the creation of employment, training and business supply, and service contract opportunities for local communities.

There has been resurgent interest in the large discovered gas resources in Mackenzie Delta/Beaufort Sea region and the significant potential for new discoveries. This new commitment by industry was underlined by the highly successful rights issuance in 1999. Following the call for bids, four exploration licences were issued in September 1999 for work commitments of $183 million. PetroCanada (with Anderson Resources) is carrying out seismic activity during the winter of 2000 with a view to drilling new exploratory wells in subsequent years.

Consultations with the Inuvialuit regarding the annual call for nominations were completed recently and the 2000 call will be issued early in the new year.

The Mackenzie Delta has also seen the first development of a gas field in the region. In 1999, gas began to flow from the Ikhil field through a 50 km pipeline to the Town of Inuvik where it is used for electricity generation and domestic heating. The Inuvialuit own the gas field and the pipeline.

The central Mackenzie Valley which contains the large Norman Wells oil field, has good potential for further discoveries of both oil and gas. In three rounds of rights issuance since 1994 convening 1,610,000 hectares, fourteen exploration licences were issued to companies between 1995 and 1997 for work proposal bids totalling $48.7 million. Most of these are grouped along the Mackenzie Valley north and south of the Norman Wells oil field. Despite drilling nine new wells over the last two years, companies have yet to report success. As indicated above, it is important to sustain the interest of industry investors through the issuance of new exploration lands. Late in the fall of 1999 the department was completing consultations with the Sahtu Land Corporations and the Gwich'in Tribal Council, with plans for a call for nominations to be launched in January 2000.

## Northern Benefits

When exploration and development are undertaken in northern Canada, the proponent must ensure full and fair access to employment, training and business opportunities for

Northerners, and give first consideration to qualified individuals residing in regional communities.

Inuvik, Fort Liard and the Sahtu communities of Tulita and Norman Wells are realizing the economic benefits from renewed oil and gas exploration activity. Fort Liard, for instance, has virtually full employment largely due to gas exploration and development.

## Environmental Considerations

### Consultations

Before issuing calls for nominations, consultations are held with northern Aboriginal groups to identify areas of environmental sensitivity, including those holding special interest for cultural or spiritual reasons. Environmental considerations also play an important role when issuing land use permits, water licences and all work authorizations. DIAND also consults with other federal departments and territorial government agencies. The terms and conditions of the calls for nominations and bids reflect the results of this consultation process.

### Environmental Studies Research Fund

Under the *Canada Petroleum Resources Act*, the Environmental Studies Research Fund (ESRF) finances environmental and social studies related to the exploration and development of oil and gas resources on frontier lands. The program is funded through levies paid by interest holders. Levies have not been imposed since 1994 as no new projects were initiated. Since its inception in 1983, the ESRF has published 135 reports which are available from the National Energy Board.

### Regulatory Road Map

A joint effort by government, industry and northern regulators to prepare a regulatory guide to land, water and associated drilling approvals is under way and should be available soon for the southern Northwest Territories. Similar guides are planned for the Mackenzie Valley and the Inuvialuit areas. These detailed regulatory road maps will be of particular interest to industry in the planning and preparation of proposed programs.

### Bent Horn Abandonment

The abandonment of the producing well and production facilities at the Bent Horn oil field on Cameron Island in the Arctic Islands was completed in 1998; the final site clean-up was done in 1999.

## Expenditures & Royalties

Exploration activities, well abandonments and field development drilling resulted in expenditures of $98 million in 1999. Royalties from industry on northern oil and natural gas production amounted to about $7.1 million during the same period. From this amount, the Sahtu and Gwich'in First Nations received a share in fulfilment of royalty-sharing provisions in their land claim settlement agreements.

# DEVELOPMENT AND PRODUCTION

## Norman Wells

The Norman Wells oil field, operated by Imperial Oil, extends beneath the Mackenzie River at 65°20' N latitude. The town of Norman Wells occupies the eastern bank of the river adjoining the production facilities. The neighbouring communities are Tulita, 85 km upstream and Fort Good Hope, 147 km downstream. The field is the current terminus of the Norman Wells pipeline. The 30 cm (12") diameter line, operated by Enbridge Inc., is 866 km long and runs south from the Norman Wells field to Zama, Alberta.

Norman Wells production in 1999 was 1.549 x $10^6$ cubic metres of crude oil, only fractionally less than in 1998. After re-evaluating the field, two new producing wells were drilled and brought on-stream in 1999. These new wells optimize recovery within the existing field thus reducing the rate of decline in field production.

## Pointed Mountain

The Pointed Mountain gas field, operated by BP Amoco, entered production in 1972. In the mid-1970s, production peaked at close to 1.0 x $10^9$ cubic metres per year. By 1999, gas production had declined to 21.0 x $10^6$ cubic metres, continuing the trend of previous years. Gas from the two remaining producing wells flows through a raw gas pipeline operated by Westcoast Energy Inc. to Fort Nelson, B.C., where it is processed and added to the main system.

## Ikhil Gas Field

The 1983 Ikhil K-35 gas discovery lies 50 km north of the town of Inuvik it is owned by Inuvialuit Petroleum Corporation and partners. The field entered production in June 1999 using a 6" pipeline operated by Enbridge Inc. to pump its initial production to the Northwest Territories Power Corporation to generate electricity for the town of Inuvik. Through the summer months, a gas distribution system was constructed and businesses and homes converted to natural gas. This is the first time a community in the North has been able to generate heat and electricity from natural gas. The fuel displaces diesel imported from western Canada.

## New Production Anticipated in the Southern Northwest Territories

Proposals to develop three gas fields in the southern Northwest Territories near Fort Liard were nearing the end of the regulatory review process at year end. For all three projects, construction of facilities and pipelines is planned for winter 1999/2000 with production beginning in April 2000.

Two developments are situated in the foothills northwest of Fort Liard. Ranger Oil and Canadian Forest Oil submitted a development plan for the Ranger et al P-66A gas discovery in April, followed in June by a development plan from Chevron for the natural gas pool delineated by the Chevron et al Liard K-29 well. The Ranger/Canadian Forest plan was subsequently amended to allow production to flow through a pipeline linking both the Ranger and Chevron projects. Gas would flow to BP Amoco's Pointed Mountain facility at the current terminus of the Westcoast Energy's pipeline. The Chevron plan received approval by the National Energy Board on December 24 subject to Governor in Council consent which was pending at year end. Approval of the Ranger/Canadian Forest plan was also pending Paramount Resources Ltd and Berkeley Petroleum Corp submitted a development plan in July for their Fort Liard F-36 gas discovery, announced earlier in the year. This well lies 25 km southeast of Fort Liard. The development concept called for the construction of a new pipeline to carry gas southward to a gas processing plant east of Maxhamish Lake in British Columbia. Approvals by the National Energy Board for the development (subject to Governor in Council consent) and for the pipeline under Section 58 of the *National Energy Board Act* were pending at year end.

**Oil and Gas Production**

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Oil Production (thousands of $m^3$)** | | | | | |
| Norman Wells | 1697.6 | 1631.8 | 1584.6 | 1561.7 | 1549.1 |
| **Gas Production (millions of $m^3$)** | | | | | |
| Pointed Mountain | 65.9 | 47.2 | 33.9 | 25.2 | 21.0 |
| Norman Wells | 129.8 | 132.4 | 135.5 | 132.8 | 126.5 |
| Ikhil [1] | - | - | - | - | 3.3 |

[1] Ikhil production on line in 1999

**Oil and Gas Revenues Received ($)**

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|
| Royalty | 7 633 984 | 13 967 952 | 9 887 982 | 6 967 456 | 7 138 169 |
| Rentals | 7 818 | 7 525 | 7 818 | 7 818 | 3 245 |
| Issuance/Registration Fees | 4 621 | 14 907 | 22 464 | 2 052 | 16 766 |
| Work Deposit Forfeitures | 10 576 840 | 649 000 | 0 | 0 | 289 874 |
| Total | 18 223 263 | 14 639 384 | 9 918 264 | 6 977 326 | 7 448 054 |

**Discovered Resource Inventory**

| | Crude Oil (millions of $m^3$) | Natural Gas (billions of $m^3$) |
|---|---|---|
| Mainland Territories | 39 | 35 |
| Mackenzie Delta and Beaufort Sea | 240 | 360 |
| Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore | 66 | 416 |
| Total | 345 | 811 |

# STATISTICAL OVERVIEW

## Land Status

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Number of Licences Issued** | | | | | |
| Mainland Territories | 10 | 11 | 7 | 0 | 0 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0 | 0 | 2 | 5 | 5 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 10 | 11 | 9 | 2 | 5 |
| **Number of Licences Active** | | | | | |
| Mainland Territories | 63 | 74 | 81 | 73 | 68 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 69 | 68 | 70 | 70 | 75 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| Total | 155 | 165 | 174 | 166 | 166 |
| **Lands Issued in Licences (in millions of hectares)** | | | | | |
| Mainland Territories | 0.3 | 0.5 | 0.6 | 0 | 0 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0 | 0 | 0.2 | 0 [1*] | 0.31 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0.3 | 0.5 | 0.8 | 0 | 0.31 |
| **Lands Relinquished or Surrendered (in millions of ha)** | | | | | |
| Mainland Territories | 0 | 0 | 0 | 0.1 [2*] | 0.4 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 0.1 | 0.1 | 0 | 0 | 0 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0.1 | 0.1 | 0 | 0.1 [2*] | 0.4 |
| **Lands Held Under Licence (in millions of ha)** | | | | | |
| Mainland Territories | 0.5 | 1.0 | 1.6 | 1.6 | 1.4 |
| Mackenzie Delta & Beaufort Sea | 1 | 0.9 | 1.1 | 1.1 | 1.3 |
| Arctic Islands & Eastern Arctic Offshore | 1.3 | 1.3 | 1.3 | 1.3 | 1.2 |
| Total | 2.8 | 3.2 | 4.0 | 4.0 | 3.9 |

[1*] Less than 0.1 million hectares.

[2*] Adjustment to Mainland Territories by deletion of eight licences totalling 25 529 hectares in Yukon.

## Exploration Licences

| No. | Area (in ha) | Representative | Issue | Dates (y.m.d.) Well to be Drilled by | | Expiry | Work Bid $ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Eastern Arctic Offshore** | | | | | | | |
| EL 297 [1*] | 931 640 | CanNat Resources Inc. | 1998.07.14 | 2008.07.14 | | 2008.07.14 | |
| **Beaufort Sea/Mackenzie Delta** | | | | | | | |
| EL317 [2*] | 175 810 | Talisman Energy Inc. | 1986.10.05 | n/a | | | n/a |
| EL329 [2*] | 349 982 | Amoco Canada Resources | 1987.09.05 | n/a | | | n/a |
| EL384 [3*] | 85 761 | Husky Oil Operations | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| EL385 [3*] | 128 327 | Husky Oil Operations | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| EL393 | 72 474 | Poco Petroleums Ltd. | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 35 550 000 |
| EL394 | 73 155 | Poco Petroleums Ltd. | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 42 375 000 |
| EL395 | 72 311 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 51 848 860 |
| EL396 | 75 511 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 53 444 900 |
| **Mainland - Southern NWT** | | | | | | | |
| EL363 | 9 864 | Ranger Oil Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 3 529 000 |
| EL365 | 20 635 | Ocelot Energy Inc. | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 1 500 000 |
| EL367 | 24 382 | Shell Canada Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 1 768 600 |
| EL368 | 23 085 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 2 800 000 |
| EL369 | 25 737 | Shell Canada Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 8 765 580 |
| EL378 | 23 145 | Husky Oil Operations | 1996.04.10 | 2000.04.09 | | 2003.04.09 | 3 154 000 |
| EL379 | 24 420 | Norcen Energy Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | | 2003.04.09 | 6 388 731 |
| EL380 | 25 606 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 2 200 000 |

## Exploration Licences (cont'd)

| No. | Area (in ha) | Representative | Issue | Dates (y.m.d.) Well to be Drilled by | | Expiry | Work Bid $ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Mainland - Southern NWT** | | | | | | | |
| EL381 | 21 236 | Unocal Canada Exploration Limited | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 6 250 000 |
| EL382 | 25 335 | Ocelot Energy Inc. | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 1 100 000 |
| EL383 | 25 515 | Shell Canada Limited | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 1 224 400 |
| **Mainland - Central Mackenzie Valley** | | | | | | | |
| EL371 | 75 196 | Foxboro Ltd. | 1995.06.08 | 2000.06.07 | | 2004.06.07 | 1 150 000 |
| EL372 | 88 693 | Ranger Oil Limited | 1995.05.18 | 1999.05.17 | ✓ | 2003.05.17 | 3 215 000 |
| EL373 | 99 560 | Grand River Resources | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 226 000 |
| EL374 | 138 170 | Grand River Resources | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 042 000 |
| EL375 | 3 508 | Murphy Oil Company | 1996.03.27 | 2000.03.26 | ✓ | 2004.03.26 | 2 806 000 |
| EL376 | 86 156 | Canadian 88 Resources | 1996.03.27 | 2000.03.26 | | 2004.03.26 | 1 200 000 |
| EL377 | 47 693 | Ranger Oil Limited | 1996.03.27 | 2000.03.26 | | 2004.03.26 | 3 069 000 |
| EL386 | 114 737 | Grand River Resources | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 1 072 000 |
| EL387 | 128 575 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 9 482 688 |
| EL388 | 30 696 | Murphy Oil Company | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 2 831 080 |
| EL390 | 50 938 | Ranger Oil Limited | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 6 200 000 |
| EL391 | 71 816 | International Frontier Resources Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 4 000 000 |
| EL392 | 133 518 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 8 466 460 |

1* Amended per s. 26 (4) of the CPRA, originally issued pursuant to the Canada Oil and Gas Land Regulations.
2* Under work prohibition orders.
3* Land exchange for Cape Bathurst former permits.
✓ Well requirement met as of year end. The drilling of one exploratory or delineation well prior to the end of Period 1 of the term is a condition precedent to obtaining tenure to Period 2.

# Well Activity

## Southern Territories

| Well Name | Spud/ Rig Release | Latitude Longitude | Class [1] Status [2] | Well Depth | Rig/ Licence [3] |
|---|---|---|---|---|---|
| CANADIAN FOREST FLETT RAPIDS I-61 | 98.11.13<br>99.01.18 | 60°40'40.94"N<br>123°26'33.96" W | EX<br>P&S | 2660 | Nabors #24E<br>EL365 |
| CANADIAN FOREST FLETT RAPIDS N-61 | 99.03.21<br>99.09.19 | 60°30'46.69"N<br>123°42'32.51"W | EX<br>P&S | 3383 | Akita #58<br>EL363 |
| CANADIAN FOREST FORT LIARD K-32 | 99.02.19<br>99.03.21 | 60°1'39.00"N<br>123°21'49.00"W | EX<br>P&S | 1695 | Nabors #6<br>EL381 |
| CHEVRON ET AL LIARD K-29 | 99.03.03<br>99.03.30 | 60°28'42.1"N<br>123°35'1.8"W | DL<br>P&S | 3000 | Akita #48<br>SDL099 |
| CHEVRON ET AL LIARD M-25 | 99.09.29<br>99.12.21 | 60°24'50.80"N<br>123°35'12.50"W | DL<br>P&S | 3770 | Akita #48<br>SDL099 |
| CHEVRON ET AL McKAY LAKES O-80 | 99.08.24<br>99.09.08 | 60°19'49.96"N<br>123°29'3.46"W | EX<br>P&S | 1028 | Akita #48<br>EL380 |
| PARAMOUNT BERKLEY ARROWHEAD C-02 | 99.03.11<br>99.03.29 | 60°31'12.09"N<br>123°1'10.43"W | EX<br>P&S | 694 | Precision #507<br>EL383 |
| PARAMOUNT BERKLEY ARROWHEAD O-15 | 99.01.18<br>99.03.06 | 60°24'53.70"N<br>123°02'31.20"W | EX<br>P&S | 3301 | Precision #507<br>EL369 |
| PARAMOUNT BERKLEY NETLA M-23 | 98.12.17<br>99.01.22 | 60°42'58.40"N<br>123°05'12.10"W | EX<br>P&S | 2280 | Precision #379<br>EL368 |
| PARAMOUNT BOVIE C-76A | 99.02.06<br>99.02.23 | 60°15'14.83"N<br>122°59'22.34"W | EX<br>P&S | 3463 | Cenalta #42<br>EL369 |
| PARAMOUNT BOVIE C-76A | 98.12.14<br>99.01.10 | 60°15'14.83"N<br>122°59'22.34"W | EX<br>P&S | 3464 | Precision #507<br>EL369 |
| PARAMOUNT ET AL I-46 | 99.11.12<br>00.01.15 | 60°5'32.47"N<br>123°22'53.61"W | DL<br>P&S | 2055 | Precision #379<br>EL381 |
| PARAMOUNT ET AL LIARD A-01 | 99.02.09<br>99.03.24 | 60°0'4.64"N<br>123°15'4.86"W | EX<br>P&S | 2046 | Precision #373<br>EL381 |
| PARAMOUNT ET AL LIARD F-36 | 98.12.23<br>99.02.05 | 60°05'27.50"N<br>123°22'0.60"W | EX<br>P&S | 2110 | Akita #15<br>EL381 |
| PARAMOUNT ET AL LIARD F-36 | 99.02.19<br>99.03.20 | 60°05'27.50"N<br>123°22'0.60"W | EX<br>P&S | 2090 | Cenalta #42<br>EL381 |

| Well Name | Spud/ Rig Release | Latitude Longitude | Class [*1] Status [*2] | Well Depth | Rig/ Licence |
|---|---|---|---|---|---|
| PARAMOUNT ET AL NETLA P-57 | 99.01.27<br>99.03.02 | 60°46'50.68"N<br>122°39'25.09"W | EX<br>P&S | 2408 | Precision #379<br>EL367 |
| PARAMOUNT ET AL O-35 | 99.11.02<br>99.12.29 | 60°4'48.08"N<br>123°21'22.80"W | DL<br>P&S | 2121 | Akita #32<br>EL381 |
| SUNCOR NETLA K-77 | 99.02.07<br>99.03.16 | 60°46'30.72"N<br>122°44'23.95"W | DL<br>P&S | 2118 | Alberta Gold #235<br>SDL013 |
| SUNCOR NETLA P-16 | 99.12.21<br>00.01.13 | 60°45'57.56"N<br>122°47'7.16"W | DL<br>P&A | 2099 | Akita #37<br>SDL013 |
| **Central Mackenzie Valley** | | | | | |
| GREY WOLF-CANAXAS DEH CHO-1 B-25 | 98.12.16<br>99.01.08 | 65°14'1.23"N<br>126°34'32.26"W | EX<br>P&A | 785 | Shetah #7<br>EL389 |
| GREY WOLF-CANAXAS DEH CHO-2 B-14 | 99.01.17<br>99.01.31 | 65°13'9.27"N<br>126°32'47.28"W | EX<br>P&A | 800 | Shetah #7<br>EL389 |
| IMP MURPHY DISCOVERY RIDGE D-04 | 99.01.14<br>99.01.24 | 65°23'12.64"N<br>126°46'46.78"W | EX<br>P&A | 520 | Shetah #1<br>EL388 |
| IMP NORMAN WELLS E-39X | 99.07.18<br>99.07.18 | 65°16'56.31"N<br>126°51'03.74" | DV<br>PR | 915 | Akita#51<br>PAA |
| IMP NORMAN WELLS G-35X | 99.07.20<br>99.08.05 | 65°16'59.52"N<br>126°51'40.07"N | DV<br>PR | 1186 | Akita#51<br>PAA |
| NORTHROCK ET AL EAST MACKAY I-77 | 99.12.21<br>00.01.24 | 64°46'41.61"N<br>125°43'10.28"W | EX<br>P&A | 2400 | Akita #51<br>EL391 |

[*1] Class: EX=exploratory; DL=delineation; DV=development.
[*2] Status: P&S=plugged and suspended; P&A=plugged and abandoned; PR=production.
[*3] Licence: EL=Exploration Licence; SDL=Significant Discovery Licence; PAA=Proven Area Agreement-Norman Wells.

# SOURCES OF INFORMATION

## Northern Oil and Gas Directorate

**Many sources of information on oil and gas, environmental and land use matters originate with the Department of Indian Affairs and Northern Development. To obtain specific information, please include the appropriate contact listed in the sources below with the general mailing address for the department.**

**Northern Oil and Gas Directorate**
**Department of Indian Affairs and Northern Development**
**OTTAWA, Ontario, Canada K1A 0H4**

**Information on the resource management regime, calls for nominations and bids and other related information is available from: Rights Issuance and Policy - Telephone (819) 953-8529.**

**Information on registration procedures and regulations, exploration, significant discovery and production licences, transfers, notices and maps is available from: Rights Administrator/ Registrar - Telephone (819) 953-8490.**

**Information on northern exploration history and geological/geophysical activities is available from: Staff Geologist - Telephone (819) 953-8722.**

### Northern Oil and Gas Directorate
**Department of Indian Affairs and Northern Development**

**Street Address: 6th Floor, 10 Wellington Street, Hull, Quebec**
**Telephone: (819) 997-0877**
**Fax: (819) 953-5828**
**Internet: http://www.inac.gc.ca/oil/index.html**

## Other Sources of Information

**Through the offices of the National Energy Board at the address below, information on the following is available:**

- **The Regulatory Support Office has information on exploration, development, production, pipeline transportation and export;**
- **The Frontier Information Office provides access to maps, technical information, geological and geophysical reports, well history reports and records; and**
- **The Environmental Directorate has information relating to the Environmental Studies Research Funds.**

**National Energy Board (NEB)**
**444 Seventh Avenue SW**
**Calgary AB T2P 0X8**
**Telephone: (403) 292-4800**
**Fax: (403) 292-5503**

**The Geological Survey of Canada's Institute of Sedimentary and Petroleum Geology, provides public viewing and sampling facilities for cores and samples, and information on wells drilled North of 60° at its offices at:**

**Institute of Sedimentary and Petroleum Geology**
**3303-33rd Street NW,**
**Calgary AB T2L 2A7.**
**Telephone: (403) 292-7000**
**Fax: (403) 292-5377**

**Information on wells drilled in the Baffin Bay – Davis Strait region is available from:**

**Core Storage and Laboratory,**
**Atlantic Geoscience Centre,**
**Bedford Institute of Oceanography,**
**Dartmouth NS B2Y 4A2**
**Telephone: (902) 426-6127**
**Fax: (902) 426-6186**

**Information concerning Program on Energy Research and Development (PERD) is available from:**

**Office of Energy Research and Development,**
**Natural Resources Canada,**
**580 Booth Street,**
**Ottawa ON K1A 0E4**
**Telephone: (613) 995-8860**
**Fax: (613) 995-6146**

# Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1999

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest et Nunavut est une responsabilité fédérale. Cette responsabilité est assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources en pétrole et en gaz des terres de la Couronne au nord du 60e parallèle est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La LFH régit l'affectation des ressources aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'établissement et la collecte des redevances. Elle est administrée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. La LOPC réglemente les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administrée par l'Office national de l'énergie.

Affaires indiennes et du Nord Canada

Indian and Northern Affairs Canada

Canada

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Robert Nault, C.P., député,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 2000

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
*Northern Oil and Gas - Annual Report 1999*

***Message de l'honorable Robert Nault***
***Ministres des Affaires indiennes et du Nord***

La relance de la prospection pétrolière dans le Nord du Canada commence à porter fruit. La diffusion par les entreprises des résultats de deux puits a attiré l'attention sur le Nord. Les taux de production initiale d'un de ces puits le situe parmi les meilleurs jamais forés au Canada.

Attirées par une nouvelle méthode d'attribution des droits, par un régime sensible aux profits, par une technologie réduisant les coûts et par la participation accrue des résidents du Nord, les entreprises constatent que leurs décisions d'investir sont justifiées par de très bons résultats.

La prospection et l'exploitation pétrolière et gazière créent d'excellents débouchés pour les membres des collectivités nordiques et autochtones. On constate déjà les bénéfices économiques de la relance de la prospection du pétrole et du gaz. Les citoyens du Nord, autochtones et non-autochtones, ont accès à un plus grand nombre d'emplois par l'entremise des occasions de formation, de travail et d'affaires. Par exemple, la collectivité de Fort Liard, dans les Territoires du Nord-Ouest, a connu presque le plein emploi découlant principalement de la prospection et de l'exploitation du gaz. C'est là un des meilleurs exemples des objectifs décrits dans Rassembler nos forces - le plan d'action du Canada pour les questions autochtones, notamment notre engagement à appuyer des collectivités, économies et peuples vigoureux.

L'industrie du pétrole et de gaz dans le Nord du Canada a un potentiel éprouvé de devenir un grand fournisseur de gaz naturel dans le marché nord-américain. Des plans d'exploitation ont été présentés cette année pour que ces nouveaux champs gaziers du sud des Territoires du Nord-Ouest entrent en production. L'année dernière a foisonné de réalisations et je prévois que les flux de gaz naturel des puits nordiques augmentent énormément dès l'année prochaine.

C'est avec beaucoup de satisfaction que je dépose devant le Parlement le Rapport sur le pétrole et le gaz du Nord - 1999.

## *Terres domaniales du Nord canadien*

Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

# Table des matières

**Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord** ..... 3
Opérations ..... 4
Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord (tableau) ..... 5
**Gestion du pétrole et du gaz** ..... 6
Attribution des droits ..... 6
Retombées économiques ..... 7
Mesures environnementales ..... 7
Consultations ..... 7
Fonds pour l'étude de l'environnement ..... 7
Plan de réglementation ..... 7
Abandon du champ Bent Horn ..... 7
Dépenses et redevances ..... 8
**Exploitation et production** ..... 8
Norman Wells ..... 8
Pointed Mountain ..... 8
Champ de gaz Ikhil ..... 8
Nouvelle production prévue dans le sud des Territoires du Nord-Ouest ..... 8
Production de pétrole et de gaz (tableau) ..... 9
Recettes pétrolières et gazières perçues (tableau) ..... 9
Bilan des ressources découvertes (tableau) ..... 9
**Résumé statistique** ..... 10
Portefeuilles fonciers ..... 10
Permis de prospection ..... 11
Bilan des activités de forage ..... 13
**Sources d'information** ..... 15
Direction du pétrole et du gaz du Nord ..... 15
Sources additionnelles ..... 16

# APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Si, dans le Grand Nord canadien, le début des années 1980 avait été une époque de dépenses d'exploration importantes grâce aux subventions de l'État, le début des années 1990 a vu ces activités réduites au minimum à la suite de l'abolition des programmes de subvention, de la chute marquée des prix du pétrole et du gel de l'attribution de droits d'exploration pour donner le temps de régler les revendications territoriales des Autochtones. On observe actuellement un regain d'activité dû à plusieurs facteurs : attribution de nouveaux droits d'exploration, régime très généreux de redevances tenant compte des profits, technologie permettant de réduire les coûts et participation accrue des habitants du Nord à ces activités à la suite du règlement de revendications territoriales.

La demande nord-américaine en gaz naturel s'accroît rapidement : on prévoit une croissance de presque 25 % des exportations canadiennes vers les États-Unis au cours des cinq prochaines années et les perspectives, en ce qui concerne les prix, sont de plus en plus favorables. L'industrie gazière scrute de très près la réduction des coûts d'exploration et de mise en valeur des ressources pétrolières qui se produit dans le Nord canadien, une région où il existe un potentiel important de réserves continentales de gaz à exploiter. La tendance à la hausse des prix du pétrole brut au cours du second semestre a aussi amélioré les perspectives pour les entreprises en amont ayant des activités d'exploration pétrolière. En résumé, on peut prévoir une augmentation des budgets d'exploration pétrolière et gazière, ce qui devrait stimuler la prospection dans l'ensemble de la vallée et du delta du Mackenzie.

Le total des ressources pétrolières et gazières découvertes dans les régions de la vallée du Mackenzie et du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort situées dans les Territoires du Nord-Ouest, dans les îles de l'Arctique partagées par les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut et dans la zone extracôtière de l'est du Nunavut est d'environ $268 \times 10^6$ m$^3$ (17 milliards de barils) de pétrole et $690 \times 10^9$ m$^3$ (24 billions de pi$^3$) de gaz naturel. La plupart des ressources découvertes dans le Grand Nord ne sont pas exploitées à l'exception du champ pétrolifère de la Compagnie pétrolière impériale Ltée, situé à Norman Wells dans la vallée centrale du Mackenzie, du champ de gaz naturel de Pointed Mountain, exploité par l'Amoco, et du champ de Kotaneelee, exploité par la société Anderson, situés respectivement dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et dans le sud-est du Yukon et de la production de pétrole du champ Bent Horn (aujourd'hui abandonné) sur l'île Cameron, au Nunavut. À ce jour, les productions respectives des champs de Norman Wells et de Pointed Mountain sont de $29 \times 10^6$ m$^3$ de pétrole (182 millions de barils) et de $9 \times 10^9$ m$^3$ (320 milliards de pi$^3$) de gaz.

Dans l'ensemble, on estime que le Nord renferme environ 19 % des ressources restantes récupérables de pétrole brut léger classique du Canada et environ 30 % de la production potentielle. Dans le cas du gaz naturel, le Nord renferme 25 % des ressources découvertes restantes et, en estimant de façon prudente, 30 % de la production potentielle. (Source : nouvelles estimations apparaissant dans *L'Énergie au Canada : offre et demande jusqu'à 2025*, Office national de l'énergie, 1999).

La mise en valeur de trois nouveaux champs gaziers découverts en 1998 et 1999 dans le sud des Territoires du Nord-Ouest permet d'avoir accès à de nouvelles réserves de gaz dans le Nord. Le succès de l'appel d'offres dans la région du delta du Mackenzie cette année est un signal manifeste que la mise en valeur des ressources considérables du bassin du Mackenzie et de la mer de Beaufort commence aussi à attirer d'importants investissements d'exploitation privés. De tels investissements permettent d'ajouter foi à l'opinion selon laquelle la demande de gaz naturel et ses prix assureront le soutien financier des travaux importants relatifs aux pipelines nécessaires à la mise en valeur de cette région de l'Arctique.

L'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières multiplient les possibilités offertes aux collectivités du Nord et aux Autochtones. Les entreprises du Nord qui saisissent ces occasions s'agrandissent et permettent ainsi aux emplois et aux activités commerciales de dépasser les limites des centres locaux. La croissance de la capacité dans le Nord s'accompagnera d'une

bonification des avantages économiques que représentent les travailleurs qualifiés et disponibles, ce qui incitera les entreprises à accroître encore plus leurs investissements.

**Opérations**

La mise en service du projet Ikhil, à proximité de la ville d'Inuvik, se distingue comme étant le premier nouveau champ à être exploité dans les Territoires du Nord-Ouest depuis plusieurs décennies. On a commencé à acheminer le gaz en juillet à l'aide d'un pipeline de 50 km reliant le puits J-35 d'Ikhil à la ville d'Inuvik au sud. Cette réalisation est modeste, mais elle revêt une très grande importance pour les habitants du Nord puisque la collectivité d'Inuvik profite maintenant de la mise en valeur d'une ressource énergétique locale. Le gaz naturel, un combustible efficace utilisé pour le chauffage et la production d'électricité, permettra d'améliorer l'efficacité et le rendement de divers systèmes et de réduire les coûts énergétiques de la collectivité.

La production du champ Ikhil est un signe avant-coureur de futures augmentations importantes de la production de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest. En mars 1998, la société Ranger Oil Limited a annoncé une découverte au puits P-66A dans les contreforts au nord-ouest de Fort Liard (T. N.-O.). Au mois d'avril, cette année, la société Chevron Canada Resources a annoncé l'existence d'un puits de gaz hautement productif dans une structure distincte située à 15 km au sud du puits de la Ranger Oil Linited. Selon les reportages, la Chevron prévoit des débits à la production de 70 à 100 millions de $pi^3$ de gaz par jour (MPCJ). En se basant sur les communiqués de l'entreprise, les nouvelles ressources combinées découvertes pourraient atteindre de 600 milliards de $pi^3$ (MPC) à plus de 1billion de $pi^3$ (BPC).
Les nouvelles de ces découvertes à proximité de Fort Liard ayant encouragé l'industrie, ses activités ont fait un bond et ses dépenses ont presque doublé en 1998 pour atteindre 98 millions de dollars. Les efforts se sont concentrés dans la région de Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. On a complété cinq puits d'exploration en 1999 et démarré le forage de six nouveaux puits qui ont été forés jusqu'à leur profondeur totale. On a aussi commencé le forage de six puits de

Suite à l'annonce de la Chevron, la société Paramount Resources Ltd a publié les résultats de son puits F-36 qui est situé à 15 km au sud de Fort Liard, à 10 km au nord de la frontière de la Colombie-Britannique et à proximité des activités dans la région du lac Maxhamish dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La Paramount a rendu public les résultats d'essais portant sur du gaz naturel non corrosif, à des débits pouvant atteindre 45 MPCJ, et a annoncé des réserves estimées de gaz marchand d'au moins 250 bcf. Les résultats obtenus pour ce puits confirment la présence dans la région de Fort Liard d'une seconde formation géologique qui représente possiblement des gisements de gaz hautement productifs.

Les sociétés Chevron, Ranger et Paramount, qui exploitent trois gisements distincts pour le compte de leurs partenaires, prévoient leur mise en service en avril 2000, sous réserve des approbations réglementaires. Les entreprises ont soumis des plans de mise en valeur à la mi-année. À la fin de l'année, un processus d'évaluation environnementale, exécuté sous la direction de l'Office d'examen des répercussions environnementales de la vallée du Mackenzie, tirait à sa fin. Il portait sur un projet visant à combiner la production des champs de la Chevron et de la Ranger afin d'utiliser un pipeline commun qui se rendrait jusqu'au terminal actuel du pipeline de la Westcoast Energy, à Pointed Mountain dans les Territoires du Nord-Ouest. La longueur totale prévue du nouveau pipeline est de 63 km. De plus, à la fin de l'année, l'examen environnemental préalable n'étant pas terminé, l'Office national de l'énergie n'avait pas encore approuvé la construction d'un nouveau pipeline de 25 km reliant le champ gazier F-36 de la Paramount, dans les Territoires du Nord-Ouest, à une installation située au sud-ouest, près du lac Maxhamish en Colombie-Britannique.

délinéation dans des découvertes nouvelles et existantes : un de ceux-ci était une poursuite de forage du puits K-29 de la Chevron sur le ADI99, deux d'entre eux ont été forés par la Paramount sur PP381 afin de délimiter leur découverte F-36 et un autre l'a été par la Suncor sur ADI13 où se trouve la découverte Netla 1961. Quatre de ces projets étaient terminés à la fin de l'année. On a aussi réalisé huit programmes de sismique réflexion. Trois de ces programmes utilisaient la sismique 3D concentrée

sur 485 km$^2$ et mettaient l'accent sur des découvertes planifiées ou considérées pour des activités subséquentes de forage de délinéation. Les autres programmes utilisaient la sismique 2D classique (total de 381 km). Plusieurs de ces opérations sismiques ont été effectuées sur des terrains montagneux à l'aide de matériel héliportable. On a aussi réalisé un levé aéromagnétique.

On peut relever un second point d'intérêt, soit les permis d'exploration dans la vallée centrale du Mackenzie, de la région de Tulita jusqu'à celle au nord-ouest de Norman Wells. Un puits d'exploration dont le forage avait commencé en décembre 1998 a été terminé au cours du mois de janvier, cette année, par la société Greywolf, l'exploitant de PP389. Le forage d'un second puits d'exploration, en vertu du même permis, a été complété et la Compagnie pétrolière impériale Ltée a exploité un puits sur PP388, acquis à l'origine par la société Murphy Oil. On a aussi réalisé deux programmes de sismique 2D classique à l'aide de méthodes vibrosismiques, sur une distance totale de 282 km.

Aucune activité d'exploration pétrolière ou gazière n'a été entreprise ailleurs dans les Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut ou dans la zone extracôtière nord, mais les entreprises ayant obtenu des permis lors de l'appel d'offres relatif à la région du Mackenzie et de la mer de Beaufort se préparaient à effectuer des opérations sismiques au début de l'an 2000.

**Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1999**

| | |
|---|---|
| Terres détenues dans le cadre de permis par des sociétés (en millions d' hectares) | 4,0 |
| Nombre de permis en vigueur à la fin de l'année | 166 |
| (comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production) | |
| Permis délivrés au cours de l'année | 5 |
| Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes) | 150,8 |
| Production de pétrole (en millions de mètres cubes) | 1 549,1 |
| Recettes pétrolières et gazières perçues en 1999 (millions de $) | 7,4 |
| (redevances, loyers, droits et garanties d'exécution confisquées) | |

# GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

## Attribution des droits

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et de parties de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC), le ministre exerce sur les ressources pétrolières et gazières dans les Territoires du Nord-Ouest et Nunavut une autorité semblable à celle exercée par les provinces. L'un des objectifs principaux de la gestion des ressources pétrolières et gazières du Nord par le MAINC est d'assurer l'administration efficace des droits d'exploration et de mise en valeur. Contrairement aux régimes provinciaux, le régime fédéral s'appliquant aux réserves de pétrole et de gaz dans les régions éloignées prévoit la création d'emplois, la mise sur pied de cours de formation et des possibilités commerciales sous forme de contrat de fourniture de biens et services pour les collectivités locales.

Les importantes découvertes de gaz dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie et le potentiel élevé de nouvelles découvertes ont suscité un regain d'intérêt. Le nouvel engagement pris par l'industrie a été souligné par une attribution de droits fort réussie en 1999. Suite à l'appel d'offres, quatre permis d'exploration ont été attribués en septembre 1999, correspondant à des engagements de travaux de 183 millions de $. Petro-Canada (avec Anderson Resources) pour des travaux d'exploration sismique entrepris à l' hiver 2000 en vue de forer de nouveaux puits d'exploration dans les années à venir.

Les consultations avec les Inuvialuits au sujet de la demande annuelle de désignations viennent de prendre fin, et la demande pour l'an 2000 sera lancée au début de la nouvelle année.

De plus, c'est dans le delta du Mackenzie que, pour la première fois, on a mis en valeur un champ gazier dans la région. En 1999, on a commencé à transporter le gaz tiré du champ Ikhil, par un gazoduc de 50 km jusqu'à la ville d'Inuvik où il sert à la production d'électricité et au chauffage domestique. Les Inuvialuits sont propriétaires du champ gazier et du gazoduc.

La région centrale de la vallée du Mackenzie, qui comprend le vaste champ pétrolifère de Norman Wells, possède un bon potentiel en matière de pétrole et de gaz. Au cours de trois rondes d'attribution de droits, tenues depuis 1994 et visant 1 610 000 hectares, on a émis, entre 1995 et 1997, 14 permis d'exploration à des entreprises, pour des propositions de travaux totalisant 48,7 millions de $. La plupart de ces travaux seront effectués le long de la vallée du Mackenzie, au nord et au sud du champ pétrolifère de Norman Wells. Malgré le forage de neuf nouveaux puits au cours des deux dernières années, les entreprises n'ont encore signalé aucune découverte. Comme nous le mentionnons ci-dessus, il est important de soutenir l'intérêt des investisseurs industriels en attribuant de nouveaux terrains de prospection. À la fin de l'automne 1999, le Ministère concluait des consultations avec Sahtu Land Corporations et le Conseil tribal Gwich'in et prévoyait lancer une demande de désignations en janvier 2000.

## Retombées économiques

Lorsqu'il entreprend l'exploration et la mise en valeur du Nord canadien, le promoteur doit s'assurer que les habitants du Nord auront un accès équitable et entier aux emplois, à la formation et aux possibilités d'affaires et doit considérer d'abord les personnes qualifiées résidant dans ces collectivités régionales.

La reprise de l'exploration pétrolière et gazière entraîne des avantages économiques dans les Territoires du Nord-Ouest, principalement dans les

collectivités de l'Inuvik et de Fort Liard et dans les collectivités Sahtu de Tulita et de Norman Wells. Le taux de chômage est pratiquement nul dans la collectivité de Fort Liard, principalement en raison de l'exploration et de la mise en valeur de gisements gaziers.

## Mesures environnementales

### Consultations

Avant de lancer des demandes de désignations, des consultations sont organisées avec les groupes autochtones du Nord afin d'identifier les régions sensibles du point de vue environnemental, y compris celles présentant, pour des raisons culturelles ou spirituelles, un intérêt spécial pour les groupes autochtones du Nord. Les questions environnementales jouent aussi un rôle important en ce qui concerne l'attribution de droits d'utilisation des terres, de permis d'utilisation de l'eau ou de toute autre autorisation pour des travaux. Le MAINC consulte aussi d'autres ministères fédéraux et organisations gouvernementales territoriales. Les conditions et modalités des demandes de désignations et des offres reflètent les résultats de ce processus de consultation.

### Fonds pour l'étude de l'environnement

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) soutient financièrement des études environnementales et sociales dans le domaine de l'exploration et de la mise en valeur du pétrole et du gaz dans les régions éloignées. Ce programme est financé au moyen de sommes versées par les parties intéressées. Aucune somme n'a été prélevée depuis 1994, car aucun nouveau projet n'a été lancé. Depuis sa création en 1983, le FEE a publié 135 rapports qui sont disponibles auprès de l'Office national de l'énergie.

### Plan de réglementation

Le gouvernement, l'industrie et les responsables de la réglementation du Nord sont en train de préparer conjointement un guide de réglementation pour l'exploitation des terres et de l'eau et pour les autorisations de forage qui s'y rattachent. Ce guide devrait bientôt être disponible pour la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Des guides similaires sont prévus pour la vallée du Mackenzie et les régions Inuvialuits. Ces plans détaillés seront d'un intérêt particulier pour l'industrie lors de la planification et de la préparation de leurs programmes prévus pour les T.-N.-O.

### Abandon du champ Bent Horn

L'abandon du puits de production et des installations apparentées au champ pétrolifère Bent Horn sur l'île Cameron, dans l'Arctique, a été achevé en 1998 et le nettoyage final du site s'est terminé en 1999.

### Dépenses et redevances

Les activités d'exploration, les abandons de puits et le forage de reconnaissance sur le terrain ont entraîné des dépenses de 98 millions de $ en 1999. Les redevances payées par l'industrie pour la production de pétrole et de gaz naturel dans le Nord se sont élevées à environ 7,1 millions de $ en 1999. Les premières nations Sahtu et Gwich'in ont reçu une partie de cette somme, en vertu des dispositions de partage des redevances faisant partie de leurs ententes de règlement sur leurs revendications territoriales.

# EXPLOITATION ET PRODUCTION

**Norman Wells**

Le champ pétrolifère de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, s'étend au-dessous du fleuve Mackenzie, à une latitude de 65° 20' N. La ville de Norman Wells se trouve sur la rive est du fleuve, à côté des installations de production. Les collectivités voisines sont Tulita, à 85 km en amont, et Fort Good Hope, à 147 km en aval. Ce champ constitue le début actuel du pipeline de Norman Wells. Ce pipeline de 30 cm (12 po) de diamètre, qui est exploité par Enbridge Inc., s'étend sur 866 km vers le sud depuis Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta.

En 1999, la production de Norman Wells a été de 1,549 x $10^6$ mètres cubes de pétrole brut, soit légèrement moins qu'en 1998. Après réévaluation du champ, deux nouveaux puits de production ont été forés et mis en service en 1999. Ces nouveaux puits servent à optimiser la récupération dans le champ existant, diminuant le taux de réduction de la production de pétrole.

**Pointed Mountain**

Le champ gazier de Pointed Mountain, exploité par BP Amoco, a commencé de produire en 1972. Au milieu des années 1970, sa production a atteint un maximum de presque 1,0 x $10^9$ mètres cubes par an. En 1999, la production avait baissé à 21,0 x $10^6$ mètres cubes, maintenant ainsi la tendance des années précédentes. Le gaz provenant des deux puits de production encore en service est transporté par un gazoduc pour gaz brut, exploité par Westcoast Energy Inc., jusqu'à Fort Nelson (C.-B.) où il est traité et introduit dans le réseau principal.

Deux projets de mise en valeur seront entrepris dans les contreforts, au nord-ouest de Fort Liard. En avril, Ranger Oil et Canadian Forest Oil ont soumis un plan de mise en valeur pour le champ gazier Ranger et al P-66A, puis Chevron a soumis, en juin, un plan de mise en valeur du gisement de gaz naturel délimité par le puits Chevron et al. Liard K-29. Le plan Ranger/Canadian Forest a été modifié ultérieurement pour permettre le transport du gaz par un pipeline reliant les projets Ranger et Chevron. Le gaz sera acheminé jusqu'aux installations de BP Amoco de Pointed Mountain, au point terminal actuel du pipeline de Westcoast Energy. Le plan Chevron a reçu l'autorisation de l'Office national de

**Champ gazier Ikhil**

Le champ gazier Ikhil K-35, découvert en 1983, se trouve à 50 km au nord de la ville d'Inuvik. La production a commencé en juin 1999. Le gaz tiré de ce champ, propriété de Inuvialuit Petroleum Corporation et de ses partenaires, est acheminée par un gazoduc de 6 po, exploité par Enbridge Inc. Le gaz produit initialement a été acheminée à la Northwest Territories Power Corporation pour produire de l'électricité pour la ville d'Inuvik. Au cours des mois d'été, un réseau de distribution a été construit et les systèmes de chauffage des entreprises et des particuliers ont été convertis au gaz naturel. C'est la première fois qu'une collectivité du Nord a été capable de produire de la chaleur et de l'électricité à partir du gaz naturel. Ce combustible remplace le diesel importé de l'Ouest canadien.

**Nouvelle production prévue dans le sud des Territoires du Nord-Ouest**

À la fin de l'année, des projets de mise en valeur de trois champs gaziers dans le sud des Territoires du Nord-Ouest, près de Fort Liard, en étaient à la fin du processus d'examen réglementaire. Pour ces trois projets, on prévoit la construction des installations et des pipelines durant l'hiver 1999 - 2000 et la mise en service en avril 2000.

l'énergie le 24 décembre, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil, qui n'avait toujours pas été accordée à la fin de l'année. Le plan Ranger/Canadian Forest n'avait toujours pas été autorisé.

En juillet, Paramount Resources Ltd. et Berkeley Petroleum Corp. ont soumis un plan de mise en valeur du champ gazier de Fort Liard F-36, dont la découverte avait été annoncée plus tôt au cours de l'année. Ce puits est situé à 25 km au sud-est de Fort Liard. Le projet de mise en valeur prévoit la construction d'un nouveau gazoduc pour transporter le gaz vers le sud jusqu'à une usine de traitement du gaz à l'est du lac Maxhamish, en Colombie-Britannique. À la fin de l'année, l'Office national de l'énergie n'avait pas encore approuvé le projet de mise en valeur (sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil) ni la construction du gazoduc, demandées en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

**Production de pétrole et de gaz**

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|
| Production de pétrole (en milliers de $m^3$) | | | | | |
| Norman Wells | 1697.6 | 1631.8 | 1584.6 | 1561.7 | 1549.1 |
| Production de gaz (en millions de $m^3$) | | | | | |
| Pointed Mountain | 65,9 | 47,2 | 33,9 | 25,2 | 21,0 |
| Norman Wells | 129,8 | 132,4 | 135,5 | 132,8 | 126,5 |
| Ikhil[1*] | - | - | - | - | 3,3 |

[1*] Production Ikhil en ligne en 1999

**Recettes pétrolières et gazières perçues ($)**

| | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|
| Redevances | 7633984 | 13 967 952 | 9887982 | 6 967 456 | 7 138 169 |
| Loyers | 7 818 | 7 525 | 7818 | 7 818 | 3 245 |
| Droits d'enregistrement et d'attribution | 4 621 | 14 907 | 22464 | 2 052 | 16 766 |
| Garanties d'exécution des travaux confisquées | 10576840 | 649000 | 0 | 0 | 289 874 |
| **Total** | **18223263** | **14639384** | **9918264** | **6 977 326** | **7 448 054** |

**Bilan des ressources découvertes**

| | Pétrole brut (millions de $m^3$) | Gaz naturel (milliards de $m^3$) |
|---|---|---|
| Partie continentale des Territoires | 39 | 35 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 240 | 360 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 66 | 416 |
| **Total** | **345** | **811** |

## Résumé statistique

| Portefeuilles fonciers | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
|---|---|---|---|---|---|
| **Permis délivrés** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 10 | 11 | 7 | 0 | 0 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0 | 0 | 2 | 2 | 5 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 10 | 11 | 9 | 2 | 5 |
| **Nombre de permis en vigueur** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 63 | 74 | 81 | 73 | 68 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 69 | 68 | 70 | 70 | 75 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 23 | 23 | 23 | 23 | 23 |
| Total | 155 | 165 | 174 | 166 | 166 |
| **Terres attribuées dans le cadre de permis** (en millions d'hectares) | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 0 | 0 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0 | 0 | 0,2 | 0 [1] | 0,31 |
| Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0,3 | 0,5 | 0,8 | 0 | 0,31 |
| **Terres rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0 | 0 | 0 | 0,1 [2] | 0,4 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 0,1 | 0,1 | 0 | 0 | 0 |
| Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total | 0,1 | 0,1 | 0 | 0,1 [2] | 0,4 |
| **Terres détenues dans le cadre de permis (en millions d'hectares)** | | | | | |
| Partie continentale des Territoires | 0,5 | 1 | 1,6 | 1,6 | 1,4 |
| Delta du Mackenzie et mer de Beaufort | 1 | 0,9 | 1,1 | 1,1 | 1,3 |
| Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | 1,2 |
| Total | 2,8 | 3,2 | 4 | 4 | 3 |

1* moins de 0,1 million d'hectares
2* Ajustement à la partie continentale des Territoires par l'élimination de huit permis représentant 25 529 hectares au Yukon.

## Permis de prospection

| Permis | Superficie (ha) | Titulaire | DATES (a. m. j.) Entré en vigueur | Un puits doit être foré avant | | Expiration | Dépenses prévues dans la soumission |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique** | | | | | | | |
| PP 297[1*] | 931 640 | CanNat Resources Inc. | 1998.07.14 | 2008.07.14 | | 2008.07.14 | |
| **Delta du Mackenzie et mer de Beaufort** | | | | | | | |
| PP317 [2*] | 175 810 | Talisman Energy Inc. | 1986.10.05 | ND | | | ND |
| PP329 [2*] | 349 982 | Amoco Canada Resources | 1987.09.05 | ND | | | ND |
| PP384 [3*] | 85 761 | Husky Oil Operations | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| PP385 [3*] | 128 327 | Husky Oil Operations | 1997.01.06 | 2006.01.05 | | 2006.01.05 | |
| PP393 | 72 474 | Poco Petroleums Ltd. | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 35 550 000 $ |
| PP394 | 73 155 | Poco Petroleums Ltd. | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 42 375 000 $ |
| PP395 | 72 311 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 51 848 860 $ |
| PP396 | 75 511 | Petro-Canada | 1999.09.18 | 2004.09.17 | | 2008.09.17 | 53 444 900 $ |
| **Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest** | | | | | | | |
| PP363 | 9 864 | Ranger Oil Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 3 529 000 $ |
| PP365 | 20 635 | Ocelot Energy Inc. | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 1 500 000 $ |
| PP367 | 24 382 | Shell Canada Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 1 768 600 $ |
| PP368 | 23 085 | Paramount Resources | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 2 800 000 $ |
| PP369 | 25 737 | Shell Canada Limited | 1995.01.23 | 1999.01.22 | ✓ | 2002.01.22 | 8 765 580 $ |
| PP378 | 23 145 | Husky Oil Operations | 1996.04.10 | 2000.04.09 | | 2003.04.09 | 3 154 000 $ |
| PP379 | 24 420 | Norcen Energy Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | | 2003.04.09 | 6 388 731 $ |
| PP380 | 25 606 | Paramount Resources | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 2 200 000 $ |

## Permis de prospection (suite)

| Permis | Superficie (ha) | Titulaire | DATES ( a. m. j.) Entré en en vigueur | Un puits doit être foré avant | | Expiration | Dépenses prévues dans la soumission |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Partie continentale du sud des Territoires du Nord-Ouest** | | | | | | | |
| PP381 | 21 236 | Unocal Canada Exploration Limited | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 6 250 000 $ |
| PP382 | 25 335 | Ocelot Energy Inc. | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 1 100 000 $ |
| PP383 | 25 515 | Shell Canada Limited | 1996.04.10 | 2000.04.09 | ✓ | 2003.04.09 | 1 224 400 $ |
| **Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie** | | | | | | | |
| PP371 | 75 196 | Foxboro Ltd. | 1995.06.08 | 2000.06.07 | | 2004.06.07 | 1 150 000 $ |
| PP372 | 88 693 | Ranger Oil Limited | 1995.05.18 | 1999.05.17 | ✓ | 2003.05.17 | 3 215 000 $ |
| PP373 | 99 560 | Grand River Resources | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 226 000 $ |
| PP374 | 138 170 | Grand River Resources | 1996.03.27 | 2001.03.26 | | 2005.03.26 | 1 042 000 $ |
| PP375 | 3 508 | Murphy Oil Company | 1996.03.27 | 2000.03.26 | ✓ | 2004.03.26 | 2 806 000 $ |
| PP376 | 86 156 | Canadian 88 Resources | 1996.03.27 | 2000.03.26 | | 2004.03.26 | 1 200 000 $ |
| PP377 | 47 693 | Ranger Oil Limited | 1996.03.27 | 2000.03.26 | | 2004.03.26 | 3 069 000 $ |
| PP386 | 114 737 | Grand River Resources | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 1 072 000 $ |
| PP387 | 128 575 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 9 482 688 $ |
| PP388 | 30 696 | Murphy Oil Company | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 2 831 080 $ |
| PP390 | 50 938 | Ranger Oil Limited | 1997.05.05 | 2001.05.04 | ✓ | 2005.05.04 | 6 200 000 $ |
| PP391 | 71 816 | International Frontier Resources Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 4 000 000 $ |
| PP392 | 133 518 | AEC West Ltd. | 1997.05.05 | 2001.05.04 | | 2005.05.04 | 8 466 460 $ |

*1 Émis à l'origine conformément au Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada.

*2 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*3 Échange de terres contre les permis du cap Bathurst

✓ La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année. Le forage d'un puits d'exploration ou de délinéation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2.

# Bilan des activités de forage

| Nom du puits | Démarrage/ Unité libérée | Latitude Longitude | Classe [*1] Statut [*2] | Profondeur du puits | Installation de forage /Permis [*3] |
|---|---|---|---|---|---|
| **Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale** | | | | | |
| CANADIAN FOREST FLETT RAPIDS I-61 | 98.11.13<br>99.01.18 | 60°40'40.94"N<br>123°26'33.96"O | PP<br>B et S | 2660 | Nabors #24E<br>PP365 |
| CANADIAN FOREST FLETT RAPIDS N-61 | 99.03.21<br>99.09.19 | 60°30'46.69"N<br>123°42'32.51"O | PP<br>B et S | 3383 | Akita #58<br>PP363 |
| CANADIAN FOREST FORT LIARD K-32 | 99.02.19<br>99.03.21 | 60°1'39.00"N<br>123°21'49.00"O | PP<br>B et S | 1695 | Nabors #6<br>PP381 |
| CHEVRON ET AL LIARD K-29 | 99.03.03<br>99.03.30 | 60°28'42.1"N<br>123°35'1.8"O | DL<br>B et S | 3000 | Akita #48<br>ADI99 |
| CHEVRON ET AL LIARD M-25 | 99.09.29<br>99.12.21 | 60°24'50.80"N<br>123°35'12.50"O | DL<br>B et S | 3770 | Akita #48<br>ADI99 |
| CHEVRON ET AL McKAY LAKES O-80 | 99.08.24<br>99.09.08 | 60°19'49.96"N<br>123°29'3.46"O | PP<br>B et S | 1028 | Akita #48<br>PP380 |
| PARAMOUNT BERKLEY ARROWHEAD C-02 | 99.03.11<br>99.03.29 | 60°31'12.09"N<br>123°1'10.43"O | PP<br>B et S | 694 | Precision #507<br>PP383 |
| PARAMOUNT BERKLEY ARROWHEAD O-15 | 99.01.18<br>99.03.06 | 60°24'53.70"N<br>123°02'31.20"O | PP<br>B et S | 3301 | Precision #507<br>PP369 |
| PARAMOUNT BERKLEY NETLA M-23 | 98.12.17<br>99.01.22 | 60°42'58.40"N<br>123°05'12.10"O | PP<br>B et S | 2280 | Precision #379<br>PP368 |
| PARAMOUNT BOVIE C-76A | 99.02.06<br>99.02.23 | 60°15'14.83"N<br>122°59'22.34"O | PP<br>B et S | 3463 | Cenalta #42<br>PP369 |
| PARAMOUNT BOVIE C-76A | 98.12.14<br>99.01.10 | 60°15'14.83"N<br>122°59'22.34"O | PP<br>B et S | 3464 | Precision #507<br>PP369 |
| PARAMOUNT ET AL I-46 | 99.11.12<br>00.01.15 | 60°5'32.47"N<br>123°22'53.61"O | DL<br>B et S | 2055 | Precision #379<br>PP381 |
| PARAMOUNT ET AL LIARD A-01 | 99.02.09<br>99.03.24 | 60°0'4.64"N<br>123°15'4.86"O | PP<br>B et S | 2046 | Precision #373<br>PP381 |
| PARAMOUNT ET AL LIARD F-36 | 98.12.23<br>99.02.05 | 60°05'27.50"N<br>123°22'0.60"O | PP<br>B et S | 2110 | Akita #15<br>PP381 |
| PARAMOUNT ET AL LIARD F-36 | 99.02.19<br>99.03.20 | 60°05'27.50"N<br>123°22'0.60"O | PP<br>B et S | 2090 | Cenalta #42<br>PP381 |
| PARAMOUNT ET AL NETLA P-57 | 99.01.27<br>99.03.02 | 60°46'50.68"N<br>122°39'25.09"O | PP<br>B et S | 2408 | Precision #379<br>PP367 |
| PARAMOUNT ET AL O-35 | 99.11.02<br>99.12.29 | 60°4'48.08"N<br>123°21'22.80"O | DL<br>B et S | 2121 | Akita #32<br>PP381 |

| Nom du puits | Démarrage/ Unité libérée | Latitude Longitude | Classe *1 Statut *2 | Profondeur du puits | Installation de forage /Permis *3 |
|---|---|---|---|---|---|
| SUNCOR NETLA K-77 | 99.02.07<br>99.03.16 | 60°46'30.72"N<br>122°44'23.95"O | DL<br>B et S | 2118 | Alberta Gold<br>#235 /ADI013 |
| SUNCOR NETLA P-16 | 99.12.21<br>00.01.13 | 60°45'57.56"N<br>122°47'7.16"O | DL<br>B et A | 2099 | Akita #37<br>ADI13 |

## Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| GREY WOLF-CANAXAS DEH CHO-1 B-25 | 98.12.16<br>99.01.08 | 65°14'1.23"N<br>126°34'32.26"O | PP<br>B et A | 785 | Shetah #7<br>PP389 |
| GREY WOLF-CANAXAS DEH CHO-2 B-14 | 99.01.17<br>99.01.31 | 65°13'9.27"N<br>126°32'47.28"O | PP<br>B et A | 800 | Shetah #7<br>PP389 |
| IMP MURPHY DISCOVERY RIDGE D-04 | 99.01.14<br>99.01.24 | 65°23'12.64"N<br>126°46'46.78"O | PP<br>B et A | 520 | Shetah #1<br>PP388 |
| IMP NORMAN WELLS E-39X | 99.07.18<br>99.07.18 | 65°16'56.31"N<br>126°51'03.74"O | DV<br>PR | 915 | Akita#51<br>ARP |
| IMP NORMAN WELLS G-35X | 99.07.20<br>99.08.05 | 65°16'59.52"N<br>126°51'40.07"O | DV<br>PR | 1186 | Akita#51<br>ARP |
| NORTHROCK ET AL EAST MACKAY I-77 | 99.12.21<br>00.01.24 | 64°46'41.61"N<br>125°43'10.28"O | PP<br>B et A | 2400 | Akita #51<br>PP391 |

*1 Classe
PP = puits de prospection
DL= puits de délinéation
DV= puits de développement

*2 Statut
B et S = bouché et suspendu
B et A = bouché et abandonné
PR= production

*3 Permis
PP = permis de prospection
ADI = attestation de découverte importante
ARP = accord de réserves prouvées-Norman Wells

# SOURCES D'INFORMATION

## Direction du pétrole et du gaz du Nord

**De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne-ressource concernée nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du Ministère.**

**Direction du pétrole et du gaz du Nord**
**Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**
**Ottawa (Ont.)**
**Canada K1A 0H4**

**Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenus en s'adressant à : Attribution des droits et Politiques (819) 953-8529.**

**Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire (819) 953-8490.**

**L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du Géologue en chef (819) 953-8722.**

**Direction du pétrole et du gaz du Nord**
**Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien**
**Adresse municipale : 10 rue Wellington, 6$^{e}$ étage, Hull (Qc)**
**Téléphone :(819) 997-0877**
**Télécopieur : (819) 953-5828**
**Internet :http://www.inac.gc.ca/oil/index_f.html**

## Sources additionnelles d'information

**De l'information est disponible sur ce qui suit aux bureaux l'Office national de l'énergie à l'adresse ci-dessous :**

- **le Bureau du soutien à la réglementation a des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation;**
- **le Bureau d'information sur les terres domaniales donne accès à des cartes, à l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques et à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits;**
- **la Direction générale de l'environnement a des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement.**

**Office national de l'énergie**
**444, 7e Avenue sud-ouest**
**Calgary (Alb.) T2P 0X8**
**Téléphone : (403) 292-4800 - Télécopieur : (403) 292-5503**

**L'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière de la Commission géologique du Canada facilite l'accès aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60e degré à :**

**Institut de géologie sédimentaire et pétrolière**
**3303, 33e Rue nord-ouest Calgary (Alb.) T2L 2A7**
**Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377**

**Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du :**

**Centre géoscientifique de l'Atlantique**
**Institut océanographique de Bedford**
**Entreposage des carottes et laboratoire**
**Dartmouth (N.-É.) B2Y 4A2**
**Téléphone : (902) 426-6127 - Télécopieur : (902) 426-6186**

**On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au :**

**Directeur général**
**Bureau de recherche et développement énergétique**
**Ressources naturelles Canada**
**580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4**
**Téléphone : (613) 995-8860 - Télécopieur : (613) 995-6146**